

Detección de cortocircuitos entre espiras en generadores síncronos

Alejandro Pérez Olivo^{A,B}, Ernesto Vázquez Martínez^B, Manuel A. Andrade Soto^B

^A Generadores Mexicanos[#]

^B Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica,
San Nicolás de los Garza, NL, México

ernesto.vazquezmrt@uanl.edu.mx, manuel.andradeest@uanl.edu.mx

Autor de correspondencia: edgar.perezolv@uanl.edu.mx

RESUMEN

Este trabajo presenta un método de diagnóstico para la detección de fallas entre espiras en el devanado de campo de generadores síncronos, basado en mediciones de corrientes del estator. El enfoque se fundamenta en un modelo de referencia del comportamiento electromagnético sin fallas, construido con parámetros inductivos del fabricante. Durante la operación, señales de corriente se procesan mediante técnicas de reducción de dimensionalidad (Principal Component Analysis, PCA), lo que permite identificar desviaciones respecto al modelo normal. Los resultados de simulación demuestran que el método permite detectar cortocircuitos sin interrumpir la operación del generador.

PALABRAS CLAVE

Diagnóstico en línea; generador síncrono; fallas entre espiras; PCA; corrientes del estator.

ABSTRACT

This work presents an online diagnostic method for detecting shorted-turn faults in the field winding of synchronous generators, based on stator current measurements. The approach relies on a reference model of the generator's healthy electromagnetic behavior, constructed using manufacturer-provide inductance values. During operation, current signals are processed using dimensionality reduction techniques (Principal Component Analysis, PCA), enabling identification of deviations from nominal behavior. Simulation results show that the method detects rotor faults without interrupting generator operation.

KEYWORDS

Online diagnosis; synchronous generator; interturn faults; PCA; stator currents.

INTRODUCCIÓN

Un generador síncrono está expuesto a sufrir distintos tipos de cortocircuitos, como son contactos a tierra en el devanado de campo, cortocircuitos entre fases y a tierra en los devanados de estator, y fallas en el sistema de excitación que ocasionan pérdida de excitación o sobreexcitación.¹ La protección del generador contra estos cortocircuitos se realiza mediante esquemas de protección ya establecidos, como la protección diferencial, la protección contra contactos a tierra en el devanado de campo o las protecciones del sistema de excitación del generador. Sin embargo, el cortocircuito entre espiras en el devanado de campo de generadores síncronos, especialmente en turbogeneradores, son un problema recurrente y crítico, y hasta ahora no existen esquemas de protección dedicados para detectar esta situación.²

En los generadores síncronos el rotor está en constante movimiento y los devanados manejan tanto tensiones de corriente alterna (CA) como de corriente directa (CD), lo que requiere un nivel de aislamiento adecuado para contener el campo eléctrico generado. Además, los turbogeneradores operan bajo grandes esfuerzos mecánicos, lo que los hace más vulnerables a problemas de aislamiento en el devanado de campo.

Cuando ocurre un cortocircuito entre espiras en el devanado del rotor, se produce un aumento de la corriente de excitación y una intensificación de las vibraciones en el turbogenerador, situaciones que no pueden ser detectadas por las protecciones actuales del generador,³ especialmente en los primeros instantes de haber ocurrido el cortocircuito. Esto no solo limita la potencia que puede ser entregada al sistema, sino que también pone en riesgo la operación segura y continua del generador, afectando su rendimiento y vida útil a largo plazo.

El cortocircuito entre espiras en el devanado de campo de generadores síncronos son un problema crítico que puede afectar el desempeño del generador, y ocurren cuando se produce un contacto eléctrico no deseado entre los conductores de distintas vueltas dentro del devanado de campo.⁴ Este tipo de fallo puede ser progresivo, comenzando con una pequeña sección del devanado y extendiéndose con el tiempo si no se detecta y se mitiga adecuadamente. Las causas del cortocircuito entre espiras en el devanado de campo son diversas, pueden incluir factores como esfuerzos eléctricos, esfuerzos térmicos, vibraciones mecánicas y contaminación o humedad.⁵ Las protecciones típicas de generadores síncronos no tienen la capacidad de detectar este problema, y solo se asume que puede existir este problema una vez que el generador experimenta un calentamiento atípico y aumento en la vibración mecánica en el eje principal.

Actualmente, solo existe una patente que propone un esquema de protección para detectar el cortocircuito entre espiras del devanado de campo,⁶ en esta se describe un método para identificar y proteger contra fallas en los generadores eléctricos, específicamente aquellas que ocurren entre espiras del rotor. El enfoque principal de esta invención es el uso de armónicos fraccionarios en la corriente del estator para detectar dichas fallas, sin embargo, es una protección que requiere de parámetros de ajuste que dependen de las características del generador.

Existen dos métodos de diagnóstico para detectar este tipo de fallas: los métodos fuera de línea y los en línea. Los métodos fuera de línea se aplican comúnmente durante el mantenimiento programado, cuando el generador está fuera de operación. Aunque son efectivos para diagnosticar el estado del aislamiento entre espiras, presentan desventajas significativas, como el tiempo prolongado que conlleva el desarmado y revisión del turbogenerador, que puede extenderse entre 10 y 12 días, incrementando los costos operativos y las pérdidas de producción.

Los métodos en línea permiten monitorear el estado del generador sin interrumpir su operación. Sin embargo, estos métodos actuales requieren la instrumentación de las unidades con una bobina captora del flujo magnético generado por el rotor. A pesar de su potencial, la interpretación de los resultados depende de la experiencia de analistas especializados, lo que retrasa la identificación de fallas y aumenta el riesgo de tomar decisiones erróneas que pueden comprometer la operación del generador.

El objetivo de este artículo es presentar un método, basado en el Análisis de Componentes Principales (PCA, por sus siglas en inglés) que no requiera ajustes, para la detección temprana y precisa de cortocircuito entre espiras en el devanado del rotor de generadores síncronos. Se pretende utilizar las corrientes de estator como señales de entrada al algoritmo y diagnosticar el estado del rotor (sano o con cortocircuito). El propósito es contar con un monitoreo en línea, no invasivo, que permita la identificación de un cortocircuito entre espiras en el devanado de campo, evitando la necesidad de detener al generador para su revisión. El contenido de este artículo incluye una descripción de los métodos de identificación utilizados actualmente, la teoría de PCA en que se basa el método propuesto, el algoritmo desarrollado y resultados obtenidos en un ambiente de simulación digital.

MÉTODOS ACTUALES DE IDENTIFICACIÓN DE CORTOCIRCUITO ENTRE ESPIRAS DEL DEVANADO DE CAMPO

Los métodos para la identificación de cortocircuitos entre espiras en el devanado del rotor de generadores síncronos se dividen en métodos en “Línea” y “Fuera de Línea”.⁷ A continuación, se describen los métodos más comunes, incluyendo su descripción, ventajas y limitaciones.

Métodos fuera de línea

Los métodos fuera de línea implican realizar pruebas en el generador mientras está fuera de servicio. Estas pruebas se llevan a cabo en condiciones controladas, lo que permite realizar un diagnóstico más detallado y exhaustivo, ya que el generador no está expuesto a las fluctuaciones operativas normales y se pueden aplicar técnicas específicas para identificar fallas incipientes o avanzadas en el devanado.⁸ Aunque la necesidad de desconectar el generador puede limitar su uso en generadores que requieren alta disponibilidad, estos métodos son fundamentales para la evaluación profunda y el mantenimiento programado.⁹

La prueba Oscilógrafo de Surgimiento Recurrente (RSO) se emplea para registrar, en un osciloscopio de doble canal, las ondas reflejadas de un pulso rectangular de entrada que viaja a lo largo del devanado de campo, capturándose simultáneamente en los dos anillos deslizantes del rotor. Este método no invasivo, aplicado fuera de línea, permite localizar los cortocircuitos entre espiras en el devanado de campo de manera precisa en base al principio de la reflectometría en el dominio del tiempo (TDR).¹⁰ El pulso ingresa por uno de los anillos colectores hacia el devanado de campo y llega al otro anillo colector; la onda reflejada regresa desde el extremo abierto del segundo anillo hasta el punto de entrada del primer anillo. Si no existe un cortocircuito, ambas señales son de igual magnitud y signo contrario, que al sumarse dan cero. Un devanado en buen estado es eléctricamente simétrico, por lo que el tiempo de propagación del pulso transitorio inyectado en ambos anillos es igual. Esto produce reflexiones idénticas (ver figura 1a); de existir un cortocircuito, el cambio abrupto de impedancia produce reflejo en la señal produciendo una segunda onda reflejada (ver figura 1b).

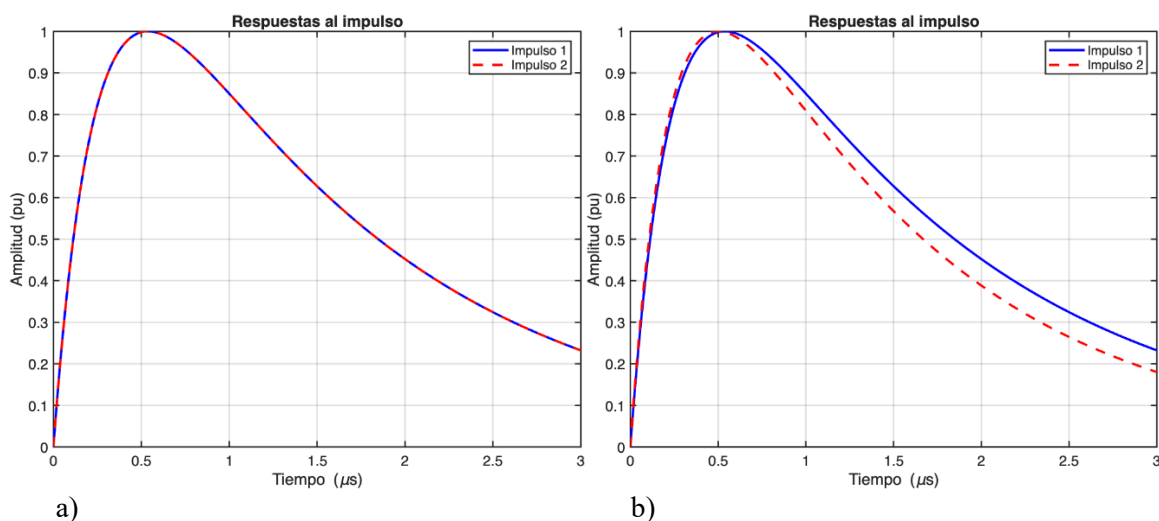


Fig. 1. Respuesta al impulso; a) devanado sano. b) devanado con un cortocircuito.

Métodos en línea

Los métodos en línea permiten el monitoreo continuo del generador en operación con la posibilidad de identificar los cortocircuitos entre espiras en etapas tempranas. En estos métodos se utiliza una sonda de flujo magnético (flux probe)¹¹ que mide las variaciones en el flujo magnético en el entrehierro del generador. La figura 2a ilustra una sección transversal de un rotor de 2 polos, señalando la posición de la sonda de flujo fija. Bajo condiciones normales, el flujo magnético tiene un patrón específico y estable mientras el generador está en operación (ver figura 2b), sin embargo, cuando se produce un cortocircuito entre espiras en el devanado de campo, el equilibrio del campo magnético se altera, lo que genera distorsiones en el flujo magnético que son detectadas por la sonda.¹² Estas distorsiones aparecen como fluctuaciones anómalas en la señal de la sonda, que se interpretan para determinar la presencia y severidad de la falla.¹³

El uso de medidores de flujo magnético presenta algunas desventajas, primero la instalación del medidor en el entrehierro del generador es complicada y costosa, especialmente en equipos que no fueron diseñados para incluir este tipo de medidor, lo que puede requerir adaptaciones significativas. Además, la interpretación de las señales obtenidas es compleja, ya que las lecturas pueden verse afectadas por el ruido eléctrico y otras interferencias, lo que requiere técnicas avanzadas de procesamiento de señales y conocimientos especializados para diferenciar entre fallas reales y variaciones normales.

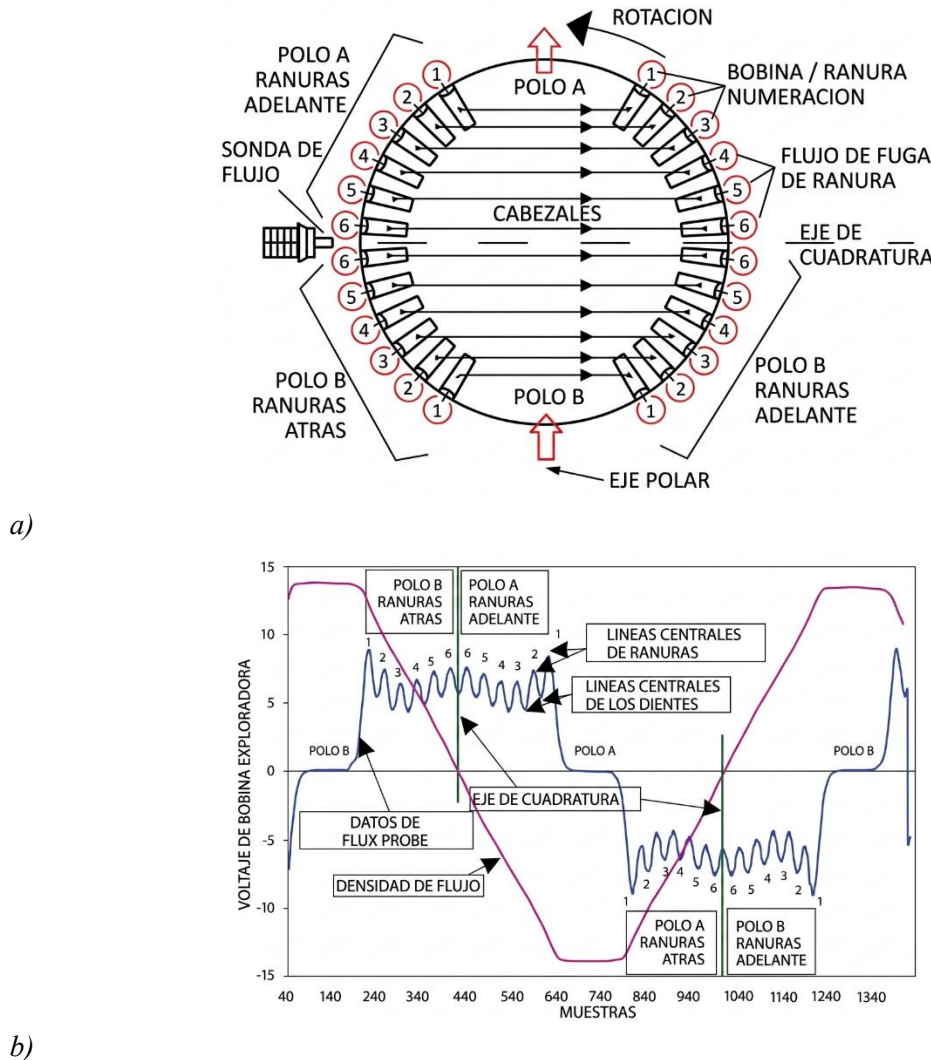


Fig. 2. Medidor de flujo magnético. a) sección transversal de un rotor de 2 polos indicando la ubicación del medidor. b) señal de salida del medidor de flujo durante una prueba en vacío.

SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITO ENTRE ESPIRAS EN EL DEVANADO DE CAMPO

El modelo de la máquina síncrona está basado en los circuitos equivalentes de estator y rotor, las ecuaciones de voltaje se pueden obtener en términos de los enlaces de flujo y resistencias óhmicas de estos devanados.¹⁴ La figura 3, muestra la distribución de los devanados en los ejes de la máquina síncrona, tanto en el estator (*a, b, c*) como en el rotor, que incluye los devanados de campo y de amortiguamiento. Los devanados del estator están distribuidos y separados 120° eléctricos entre sí, con un número de vueltas N_s y una resistencia R_s ; como los devanados se consideran balanceados, el número de vueltas y la resistencia en cada uno de ellos se consideran iguales.

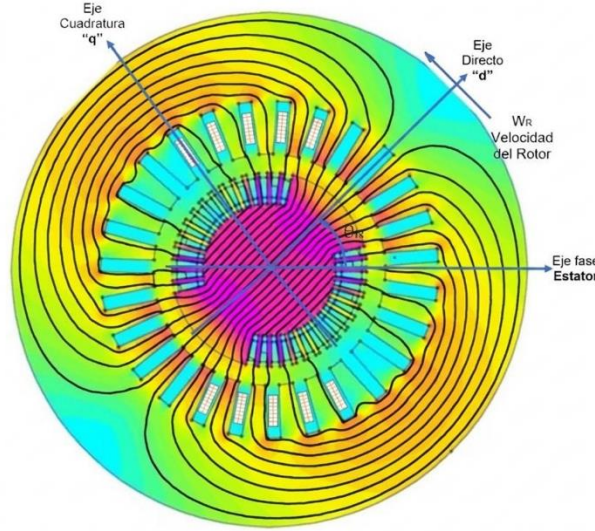


Fig. 3. Eje directo y eje de cuadratura en la máquina síncrona de 2 polos.

El rotor tiene el devanado de campo y tres devanados amortiguadores por cada par de polos. En el eje directo (eje d) se encuentran el devanado de campo (f) y uno de amortiguamiento (k_d), ambos con el mismo número de vueltas y resistencia, N_f , R_f , N_{kd} y R_{kd} , respectivamente. Los devanados (k_{Q1}) y (k_{Q2}) con parámetros N_{kQ1} , R_{Q1} , N_{kQ2} y R_{kQ1} , respectivamente, están en el eje de cuadratura (eje q), que está adelantado 90° respecto al eje d , el cual forma un ángulo θ con respecto a la referencia física en el estator. El giro del rotor (con velocidad angular ω_r) es, como se indica en la figura 3, en sentido contrario al de las manecillas del reloj.¹⁵

El modelo de la máquina síncrona está basado en los circuitos equivalentes de estator y rotor; de acuerdo con las leyes de Faraday y Kirchhoff (1):

$$v = Ri + \frac{d\lambda}{dt} \quad (1)$$

De donde los enlaces de flujo entre el estator y rotor pueden expresarse en forma matricial de la siguiente forma(2):

$$\begin{bmatrix} \lambda_s \\ \lambda_r \end{bmatrix} = L \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} \quad (2)$$

Los vectores de i_s y λ_s corresponde a las corrientes y enlaces de flujo del estator, los vectores correspondientes a i_r y λ_r denotan a las corrientes en el rotor y sus enlaces de flujo. La matriz de inductancias L tiene la forma (3):

$$L = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{af} & L_{akd} & L_{akq} & L_{akD} & L_{akQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bf} & L_{bkd} & L_{bkq} & L_{bkD} & L_{bkQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cf} & L_{ckd} & L_{ckq} & L_{ckD} & L_{ckQ} \\ L_{fa} & L_{fb} & L_{fc} & L_{ff} & L_{fkD} & 0 & L_{fkD} & 0 \\ L_{kda} & L_{kdb} & L_{kdc} & L_{kdf} & L_{kkd} & 0 & L_{kdkD} & 0 \\ L_{kqa} & L_{kqb} & L_{kqc} & 0 & 0 & L_{kkq} & 0 & L_{kqkQ} \\ L_{kDa} & L_{kDb} & L_{kDc} & L_{kDf} & L_{kDkd} & 0 & L_{kkD} & 0 \\ L_{kQa} & L_{kQb} & L_{kQc} & 0 & 0 & L_{kQkq} & 0 & L_{kkQ} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Esta matriz también puede representarse de la siguiente forma (4):

$$L = \begin{bmatrix} L_{SS}(\theta) & L_{SR}(\theta) \\ L_{RS}(\theta) & L_{RR} \end{bmatrix} \quad (4)$$

donde, $L_{SS}(\theta)$, $L_{SR}(\theta)$, $L_{RS}(\theta)$ y L_{RR} son las inductancias estator, estator-rotor y rotor respectivamente todas referidas al lado estator [16]. Estas inductancias son variantes en el tiempo y representan las interrelaciones entre el estator y rotor en función de la posición del rotor con el ángulo θ . Este modelo incluye los efectos de saturación magnética y armónicos para ser más realista y aplicable en el análisis de fallas internas.^{14,15} Finalmente, las ecuaciones de voltaje para el estator y rotor son como se observa en la siguiente ecuación (5):

$$\begin{bmatrix} V_s \\ V_r \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} - p \begin{bmatrix} \lambda_s \\ \lambda_r \end{bmatrix} \quad (5)$$

Es importante tener en cuenta que, para el cálculo de las variables de estado con la ecuación anterior, la inversa de la matriz de inductancia variable en el tiempo debe obtenerse en cada paso de integración.¹⁷

Para simular los cortocircuitos entre espiras del devanado de campo, se modifica el número de espiras efectivas del devanado, lo que modifica la resistencia e inductancias de (9). Si una fracción α de las espiras del campo está en cortocircuito, el número de espiras efectivas se reduce como se muestra en (6):

$$N'_f = (1 - \alpha)N_f \quad (6)$$

Por lo tanto, la nueva resistencia del campo se calcula como (7):

$$R'_f = (1 - \alpha)R_f \quad (7)$$

Esto significa que la resistencia total del devanado de campo disminuye porque la longitud efectiva del conductor en servicio es menor. Esto modifica tanto la inductancia propia como las inductancias mutuas del devanado de campo, las inductancias mutuas entre los devanados de campo y de estator, y las inductancias mutias entre los devanados amortiguadores, como se muestra en las ecuaciones (8-13):

$$L'_f = (1 - \alpha)^2 L_f \quad (8)$$

$$L'_{fa} = (1 - \alpha)^2 L_{fa} \quad (9)$$

$$L'_{fb} = (1 - \alpha)^2 L_{fb} \quad (10)$$

$$L'_{fc} = (1 - \alpha)^2 L_{fc} \quad (11)$$

$$L'_{fkd} = (1 - \alpha)^2 L_{fkd} \quad (12)$$

$$L'_{fkD} = (1 - \alpha)^2 L_{fkD} \quad (13)$$

En estado estable, la modificación de la matriz de inductancias del generador síncrono debido a un cortocircuito en espiras del campo se traduce en una reducción permanente de la inductancia propia

del devanado de campo y de sus inductancias mutuas con el estator y los devanados amortiguadores, por lo que su efecto se limita a la disminución del acoplamiento magnético entre los devanados. Esto implica que el generador operará con una menor capacidad para transferir energía desde el rotor al estator, lo que impacta el perfil de flujo en el entrehierro.

Es importante mencionar que este modelo de simulación de cortocircuito entre espiras es estático; no es necesario un modelo dinámico, ya que es prácticamente imposible que en el momento que se realicen las mediciones de las corrientes del estator ocurra el cortocircuito, por lo tanto, no es necesario simular la dinámica del cortocircuito, sino sus efectos.

ALGORITMO PARA DETECCIÓN DE CORTOCIRCUITOS ENTRE ESPIRAS

El algoritmo propuesto aprovecha técnicas avanzadas de análisis de señales eléctricas, específicamente el Análisis de Componentes Principales (PCA, por sus siglas en inglés), una herramienta matemática robusta que permite identificar patrones ocultos en datos de alta dimensionalidad. La elección de PCA responde a su capacidad para extraer características relevantes en las señales de corriente de estator, las cuales contienen información sobre el estado del devanado del rotor, permitiendo así una detección más precisa y oportuna de anomalías asociadas a cortocircuitos entre espiras en el devanado de campo.

El análisis de componentes principales (PCA) es una técnica de reducción de dimensionalidad que realiza similitudes y diferencias entre los datos bajo estudio simplificando el proceso de clasificación entre clases.¹⁸ Este concepto se muestra gráficamente en la figura 4 para un grupo de datos; el eje OA es la dirección de la primera componente principal y el eje OB es la segunda componente principal. Se puede apreciar que la proyección de los datos sobre OA proporciona más información de la estructura de los datos que la proyección sobre OB. Por tanto, la identificación de distintos tipos de datos se puede hacer con la proyección de los datos originales sobre un eje cuya dirección maximice la variancia entre los datos, OA en este caso. En este ejemplo simple, se tiene una reducción de dimensiones de 2D a 1D.

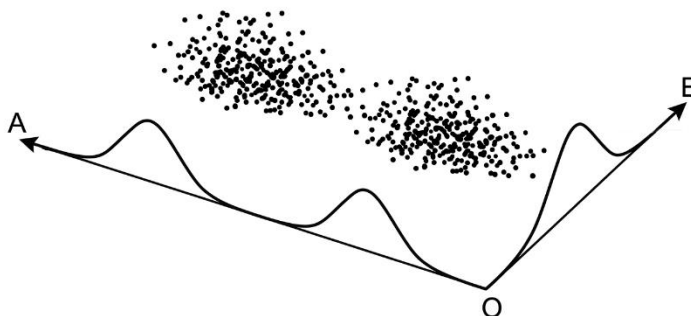


Fig. 4. Representación gráfica de PCA.

En la figura 5 se describe el diagrama de flujo del algoritmo propuesto, que se divide en 2 etapas. La primera es la determinación de una matriz de transformación M_T , que es la responsable de representar las formas de onda de las corrientes del estator en el espacio de las componentes principales, a partir de las formas de onda de corriente de estator para escenarios con y sin cortocircuito entre espiras; la segunda etapa es aplicar la matriz de transformación para determinar si el generador bajo estudio tiene o no un cortocircuito entre espiras.

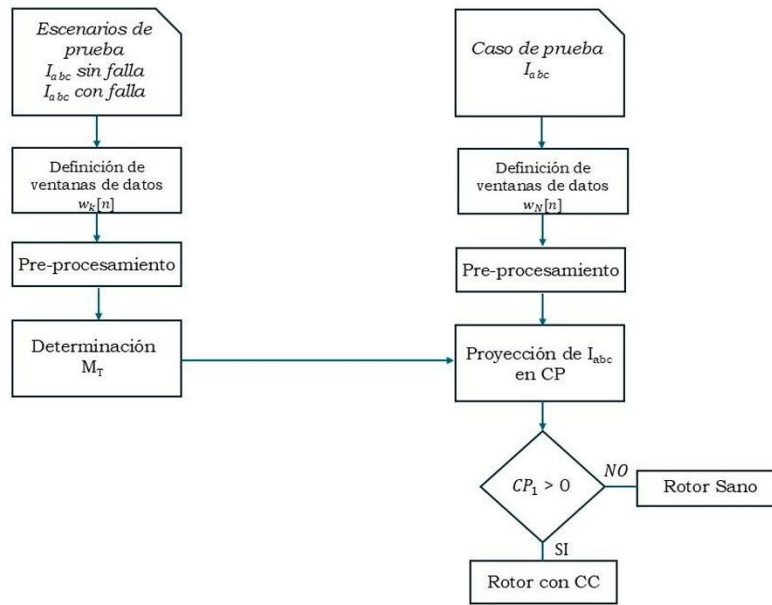


Fig. 5. Diagrama de flujo algoritmo propuesto.

Determinación de la matriz de transformación

En esta etapa se procesan las formas de onda de las corrientes del estator, ver figura 6, obtenidas por simulación con el objetivo de obtener la matriz de transformación M_T . Las muestras de corriente se segmentan en ventanas de tiempo para su procesamiento subsecuente. Cada ventana es de 64 muestras/ciclo para tener suficiente resolución para diagnosticar la presencia de un cortocircuito entre espiras en el devanado de campo. Estas ventanas incluyen escenarios con y sin cortocircuito. La k -ésima ventana se define como:

$$W_k[n] = \{I_s[k * N + n] | n = 0, 1, 2, \dots, N - 1\} \quad (9)$$

donde k es el índice de la ventana, con $k = 0, 1, 2, \dots, M - 1$, M es el número total de ventanas, n es el índice dentro de la ventana, con $n = 0, 1, 2, \dots, N - 1$, $N=64$ es el número de muestras por ciclo y $I_s[k * N + n]$ representa la n -ésima muestra dentro de la k -ésima ventana. Cada ventana $W_k[n]$ contiene 64 muestras consecutivas de la señal de corriente del estator y cubre un ciclo completo de la señal.

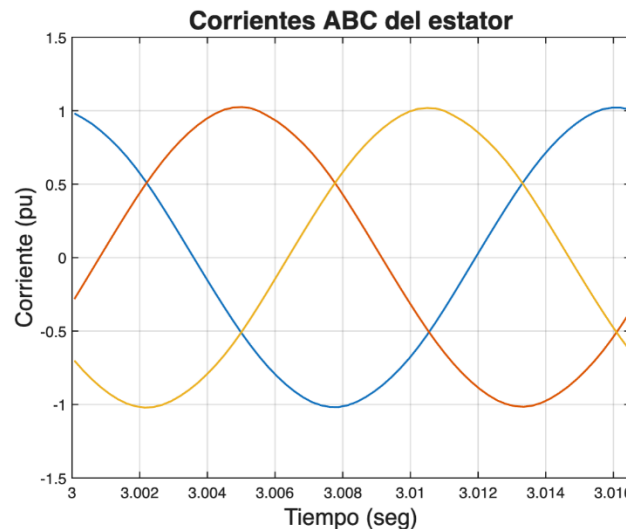


Fig. 6. Forma de onda de las corrientes del estator obtenidas por simulación.

Una vez formadas las ventanas, se realiza un pre-procesamiento de los datos antes de determinar la matriz de transformación. El objetivo del pre-procesamiento es realzar características de las señales de corriente para poder determinar las componentes principales más significativas. Este pre-procesamiento incluye que a cada ventana de datos se aplica la Transformada Rápida de Fourier (Fast Fourier Transform, FFT) para resaltar el contenido armónico de las señales, se hace una normalización respecto a la frecuencia fundamental, permitiendo identificar variaciones significativas en los armónicos que podrían ser indicativas de condiciones anómalas y se centran los datos; es decir se elimina de los datos el valor promedio de cada ventana para tener una media cero por ventana.

Una vez que los datos han sido pre-procesados, se organizan en una matriz D de $m \times n$ donde m es el número de datos y n es el número de escenarios. Se calcula la matriz de covarianza C , una matriz de $n \times n$, la cual se descompone en sus vectores y valores propios. Los valores propios λ_i de esta matriz indican cuánta variabilidad en los datos está asociada con cada vector propio v_i , que representa una dirección en el espacio de las características. Los vectores propios correspondientes a los valores propios más grandes son los más relevantes, ya que representan las direcciones con mayor variabilidad en los datos. En el contexto de la reducción de dimensionalidad, solo se seleccionan las componentes principales más importantes. En este caso, se seleccionan los dos valores propios de mayor valor, por lo tanto:

$$M_T = (v_{n-1} \ v_n) \quad (10)$$

Estas componentes principales contienen la mayor parte de la información sobre las variaciones en las formas de onda de corriente del estator, y permiten proyectar los datos en un espacio de menor dimensionalidad que retiene la mayor parte de la información importante.

Identificación de cortocircuitos entre espiras en el devanado de campo

Considerando que se tienen los registros de las corrientes de estator de un generador, el objetivo es determinar si el devanado de estator presenta o no un cortocircuito entre espiras del devanado de campo. Los datos pasan por el mismo proceso de formación de ventanas y pre-procesamiento que se utilizó para determinar la matriz de transformación.

Los datos se proyectan en el espacio de componentes principales como:

$$cp = M_T^t D^t \quad (11)$$

Esta proyección transforma los datos en un espacio de dos dimensiones, donde las direcciones principales de variabilidad (asociadas a las dos componentes principales seleccionadas) son las que predominan, facilitando la identificación de patrones y anomalías en los datos.

Los datos proyectados tendrán coordenadas $CP1$ y $CP2$ que representan las proyecciones de los nuevos datos sobre las componentes principales $CP1$ y $CP2$ de los datos originales. El análisis del comportamiento de las componentes principales para diferentes escenarios con y sin cortocircuito permite concluir que solo la componente principal 1 es suficiente para determinar la condición del rotor.

Si la proyección de la primera componente principal es menor que 0, significa que el rotor no presenta cortocircuito entre espiras, sin embargo, si el valor es mayor que 0, se concluye que las formas de onda de corriente del estator reflejan que hay un cortocircuito entre las espiras del rotor del generador. Así:

$$CP_1 = \begin{cases} < 0, \text{rotor sano} \\ > 0, \text{cortocircuito entre espiras} \end{cases}$$

La figura 7 muestra en forma gráfica la identificación de un cortocircuito entre espiras del rotor; una vez que se aplica la matriz de transformación, si el punto resultante está en la sección derecha del espacio de componentes principales se concluye que las formas de onda de las corrientes del estator, reflejan una condición de cortocircuito entre espiras en el devanado de campo del generador síncrono.

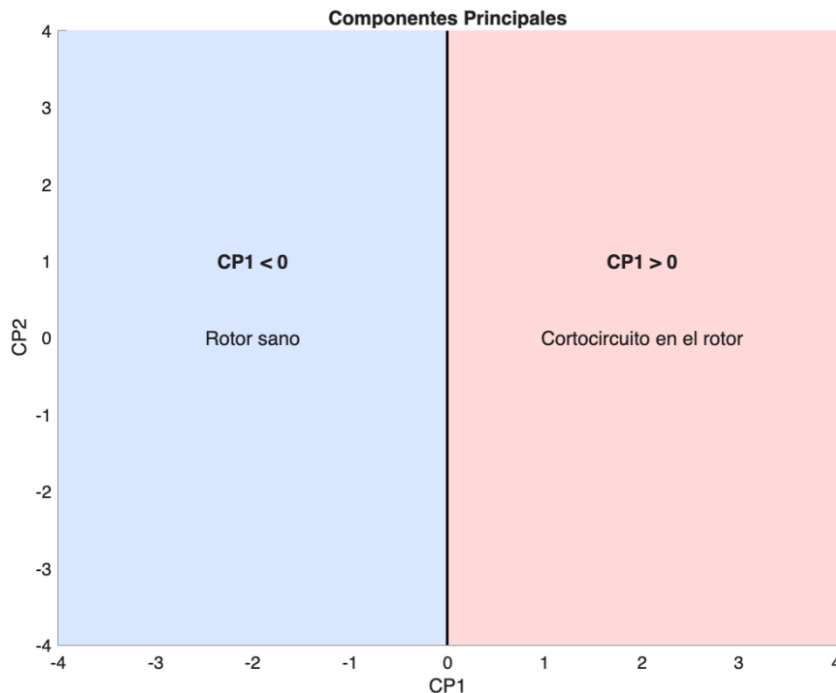


Fig. 7. Identificación de cortocircuito entre espiras en el devanado de campo en el espacio de las componentes principales.

RESULTADOS

A continuación, se muestran los resultados de la identificación de cortocircuito entre espiras en el devanado de campo en generadores síncronos simulados digitalmente. Los datos de un turbogenerador de polos lisos empleado en las simulaciones bajo condiciones de carga balanceada, con y sin cortocircuito entre espiras se muestra en la tabla I.

Tabla I. Datos del Turbogenerador utilizado en la simulación.

Turbogenerador		
Potencia nominal	835	MVA
Tensión	26	kV
Corriente	18,542	A
Factor de potencia	0.90	
Frecuencia	60	Hz
Velocidad	3600	RPM

En la figura 8, se muestran las corrientes del estator que corresponde a la simulación del Turbogenerador en condiciones de carga balanceada; a los 3.5 segundos se simula un cortocircuito en el devanado de campo, que corresponde al cortocircuito del 3% de las espiras del devanado de campo. Se puede apreciar que la ocurrencia del cortocircuito introduce una distorsión en las corrientes del estator, lo cual es difícil de detectar en primera instancia. Se observa que después de los 3.5 segundos, hay un leve incremento en la magnitud de las corrientes, pero esto no es suficiente para lograr el diagnóstico del cortocircuito entre espiras. Por lo tanto, no es posible diagnosticar con certeza la presencia del cortocircuito entre espiras en el devanado de campo únicamente con la información disponible, ya que no se cuenta con evidencia concluyente que permita confirmar dicha condición.

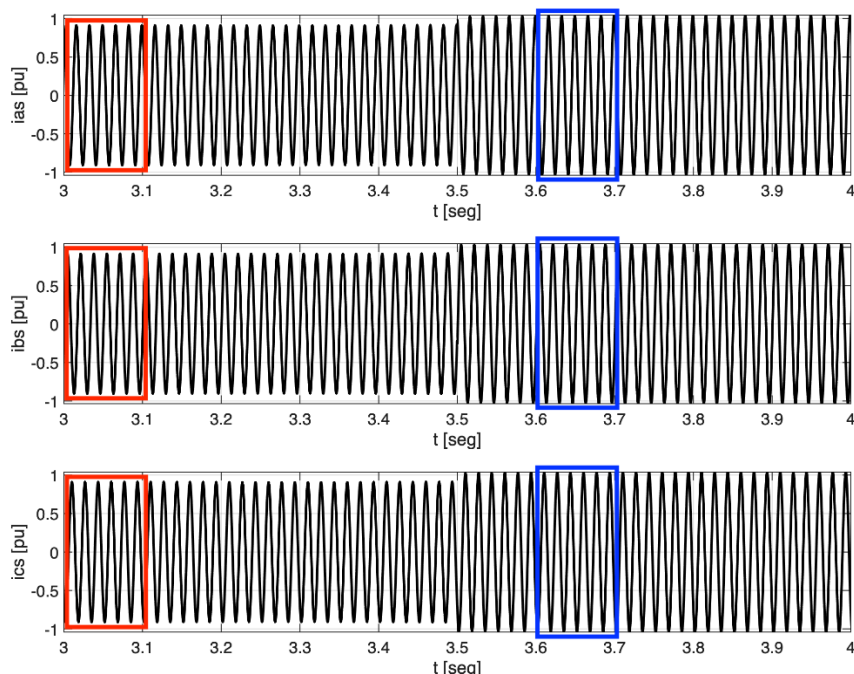


Fig. 8. Simulación de las corrientes de estator antes y después de ocurrir un cortocircuito entre espiras del devanado de campo; el cortocircuito ocurre a los 3.5 segundos.

En la figura 8, se muestran 5 ciclos de corrientes de estator durante la condición normal del Turbogenerador (rectángulo de color naranja); estas corrientes en el plano ABC, son convertidas al espacio de las componentes principales y su representación gráfica se muestra en la figura 9. Se puede apreciar que en todos los casos (15 ciclos), todas las representaciones están en el semiplano negativo de la CP1, lo que significa que el rotor no presenta problemas.

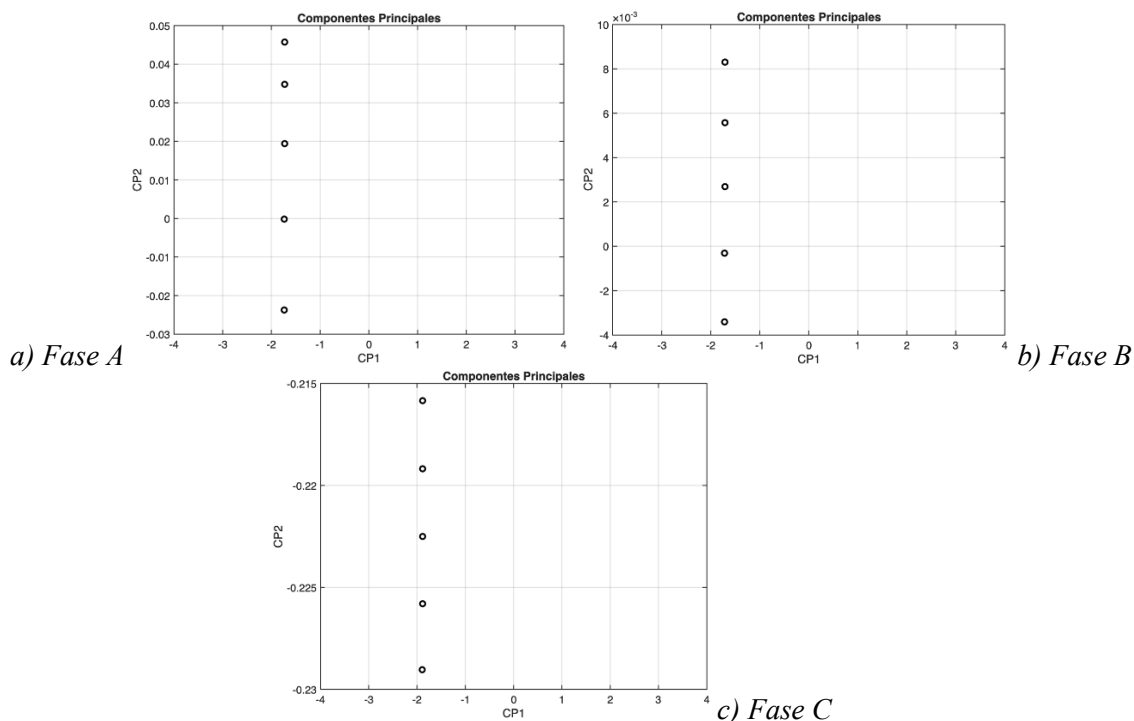


Fig. 9. Componentes principales de las corrientes del estator, caso de rotor sano.

En la figura 8, se muestran 5 ciclos de corrientes de estator después de ocurrir el cortocircuito entre espiras en el devanado de campo del Turbogenerador (rectángulo de color azul); estas corrientes en el plano ABC, son convertidas al espacio de las componentes principales y su representación gráfica se muestra en la figura 10. Se puede apreciar que en todos los casos (15 ciclos), todas las representaciones están en el semiplano positivo de la CP1, lo que significa que el rotor presenta un cortocircuito entre espiras en el devanado de campo.

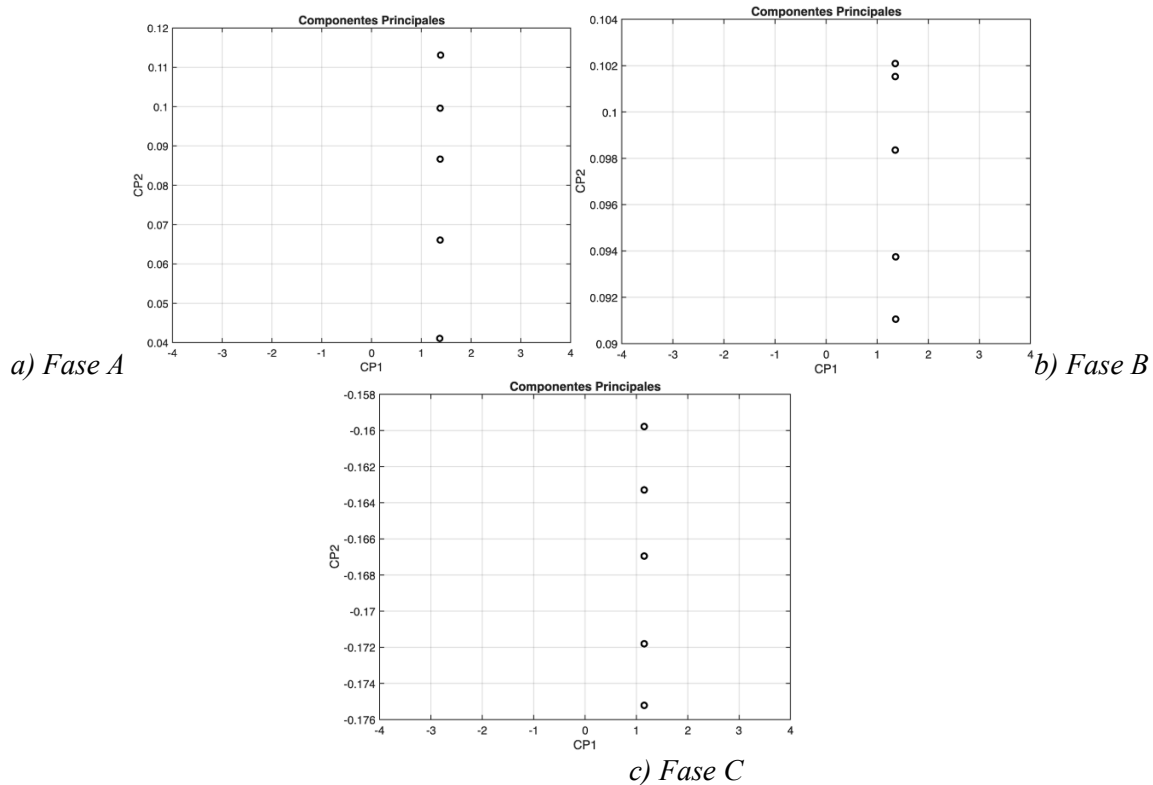


Fig. 10. Componentes principales de las corrientes del estator, caso de rotor dañado.

En conclusión, los resultados obtenidos demuestran que el algoritmo desarrollado es capaz de identificar correctamente tanto condiciones normales como la presencia de cortocircuitos entre espiras en el devanado de campo del turbogenerador. Su validación en escenarios simulados confirma su efectividad, lo que permite su implementación en entornos operativos reales para la detección y diagnóstico en tiempo real.

Una de las ventajas del algoritmo es que no requiere un umbral fijo para la identificación de fallas. En su lugar, la detección se basa en la proyección de los datos en el espacio de las componentes principales, lo que permite identificar la presencia del cortocircuito sin necesidad de definir límites preestablecidos. Esto no solo mejora la precisión y adaptabilidad del método, sino que también lo hace robusto ante diferentes condiciones de operación y tipos de generadores, eliminando la dependencia de ajustes manuales y permitiendo una detección más flexible y confiable en entornos reales.

CONCLUSIONES

El método desarrollado permite la detección de cortocircuitos entre espiras en el devanado de campo de Turbogeneradores, que es un tipo de falla que las protecciones tradicionales en generadores síncronos no pueden detectar. Aunque existen métodos disponibles para detectar estos cortocircuitos,

estos son costosos de implementar o requieren de expertos para analizar los resultados, mientras que el método propuesto no requiere una infraestructura de medición especial y no requiere de ajustes, debido a que realiza un proceso de reconocimiento de patrones utilizando las componentes principales.

Una vez que los datos que representan las corrientes trifásicas del estator son proyectados en el espacio de las componentes principales $CP1$ y $CP2$, la determinación de la existencia de un cortocircuito entre espiras en el devanado de campo depende del signo de la primera componente principal. Si la proyección de la primera componente principal es menor que 0, significa que el rotor no presenta cortocircuito entre espiras, sin embargo, si el valor es mayor que 0, se concluye que las formas de onda de corriente del estator reflejan que hay un cortocircuito entre las espiras del rotor del generador.

Desde una perspectiva económica, la implementación de este método puede traducirse en ahorros sustanciales al evitar paros no programados, reducir los tiempos de diagnóstico y prevenir daños mayores en el generador. El costo asociado a un cortocircuito no detectado puede implicar desde la sustitución completa del devanado del rotor hasta pérdidas por interrupción del servicio y penalizaciones contractuales. En contraste, la aplicación de este algoritmo permite definir una estrategia de mantenimiento predictivo más eficiente, que optimiza la asignación de recursos, reduce la frecuencia de inspecciones invasivas y prolonga la vida útil de los activos.

El método propuesto demostró una alta confiabilidad en la clasificación de las condiciones de operación. Se realizaron simulaciones con 2 tipos de generadores, considerando 60 ciclos simulados (30 sanos y 30 con cortocircuito entre espiras en el devanado de campo), de los cuales el 100% correspondió a clasificaciones correctas, sin falsos positivos o falsos negativos.

REFERENCIAS

1. IEEE Power System Relaying Committee. (2011). *IEEE tutorial on the protection of synchronous generators* (2nd ed.). Special Publication of the IEEE PSRC.
2. Campbell, S. R., Kapler, J., Sasic, M., & Stone, G. C. (2010). Detection of rotor winding shorted turns in turbine generators and hydrogenerators. CIGRÉ Paper A1-206, Paris, France.
3. Wang, L., Li, Y., & Li, J. (2018). *Diagnosis of inter-turn short circuit of synchronous generator rotor winding based on Volterra kernel identification*. *Energies*, 11(11), 2524. [<https://doi.org/10.3390/en11112524>] (<https://doi.org/10.3390/en11112524>).
4. Kim, Y.-J., Kim, J.-M., Yoon, B.-Y., & Lee, S. (2006). *Detection of shorted-turns in the rotor winding of cylindrical synchronous generators using discrete wavelet transform*. In *Proceedings of the Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*.
5. Chabra, D. P., Ragwade, P. J., Amand, G. L., & Rao, A. K. L. (1996, June). *Certain aspects of absorption of moisture by electrical insulation of electrical machines and its deterioration and assessment*. In *Conference Record of the 1996 IEEE International Symposium on Electrical Insulation* (Vol. 1, pp. 247-250). IEEE.
6. Alla, M., Chowdhury, R., Fischer, N., Finney, D. S., & Scharlach, R. (2022). *Generator rotor turn-to-turn fault detection using fractional harmonics* (US Patent No. 11,316,455 B2). U.S. Patent and Trademark Office.
7. Klempner, G., & Kerszenbaum, I. (2018). *Handbook of large turbo-generator operation and maintenance* (3.^a ed.). Wiley / IEEE Press.
8. Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2004). *IEEE guide for diagnostic field testing of electric power apparatus—Electrical machinery* (IEEE Std 62.2-2004). IEEE.
9. Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2016). *IEEE guide for insulation maintenance of electric machines* (IEEE Std 56-2016). IEEE.
10. Kumar, P., & Rao, V. R. (2012). *Recurrent surge oscillograph (RSO) for rotor winding shorts detection*. MRTG Power Diagnostic Tests Pvt. Ltd, Hyderabad, India.

11. Flux probes provide on-line detection of generator shorted turns. (1999). Power Engineering. Retrieved from <https://www.power-eng.com/operations-maintenance/flux-probes-provide-on-line-detection-of-generator-shorted-turns/> .
12. Kulkarni, A. S., El-Sharkawi, M. A., Marks, R., Andexler, G., Xing, J., & Kerszenbaum, I. (2000). *Development of a technique for on-line detection of shorts in field windings of turbine-generator rotors: Circuit design and testing*. IEEE Transactions on energy conversion, 15(1), 8-13.
13. Stone, G. C., Sasic, M., Stein, J., & Stinson, C. (2012, June). *Using magnetic flux monitoring to detect synchronous machine rotor winding shorts*. In Conference Record of 2012 Annual IEEE Pulp and Paper Industry Technical Conference (PPIC) (pp. 1-7). IEEE.
14. Kundur, P. (2022). *Power system stability and control*. McGraw Hill.
15. Ramírez Barradas, R. (1988). *Análisis y simulación del generador sincrónico (Doctoral dissertation, Universidad Autónoma de Nuevo León)* .
16. Krause, P. C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S. D., & Pekarek, S. D. (2013). *Analysis of electric machinery and drive systems* (Vol. 75). John Wiley & Sons.
17. Pérez Rojas, C. (1993). *Formulación trifásica de sistemas eléctricos en coordenadas de fase ABC* (Doctoral dissertation, Universidad Autónoma de Nuevo León) .
18. Greenacre, M., Groenen, P. J., Hastie, T., d'Enza, A. I., Markos, A., & Tuzhilina, E. (2022). *Principal component analysis*. *Nature Reviews Methods Primers*, 2(1), 100.